прекращения поступления воды в скважину при сохранении или даже увеличении (в 1,2-7 раз) дабитов нефти. Всего за годы внедрения было проведено 75 обработок, в результате которых достигнуто уменьшение отборов пластовой воды в объеме 109,4 тыс.м³ и дополнительно добыто 77,8 тыс.тонн нефти [1, 3]. Технология может быть успешно использована в других нефтегазодобывающих районах РФ в сходных горно-геологических условиях.

Список использованной литературы

1. Халадов А.Ш. Анализ причин разрушения призабойной зоны пласта в нефтегазовых скважинах и методы его предотвращения / А.Ш.Халадов, А.А.Умаев, И.И. Алиев, М.М. Дудаев, Х.Р. Хутаев //Журнал «Естественные и технические науки», Москва. № 11 (149), ISSN 1684-2626 ООО Компания Спутник +2020. С. 149-151.
2. Халадов А.Ш. Аналитический обзор и анализ результатов соляно-кислотного воздействия в скважинах с неоднородными карбонатными коллекторами / А.Ш.Халадов, Ю.В.Дудников, К.Ш. Ямалетдинова, Й.Д. Тасуева, М.М. Дудаев // Научно-технический журнал «Нефтепромысловое дело», Москва, № 6 (606), ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019, ISSN 0207-2351 С. 41-46.
3. Халадов А.Ш. Основные методы повышения и контроля эффективности добычи нефти, и технология освоения скважин мезозойских залежей Грозненского нефтяного района с трещинным типом коллектор / А.Ш.Халадов, Ю.В.Дудников, К.Ш.Ямалетдинова, М.С.Халадов, И.И.Алиев, А.Р.Габдуллин, А.А.Ямалетдинова // Научные технологии в решении проблем нефтегазового комплекса. Материалы VIII Международной молодежной научной конференции (г. Уфа, 10-14 декабря 2018 г.) УФА РИЦ БашГУ 2018, УДК 330; 622.276; 622.692; 665.6 ББК 65.01; 33.36+32.96 Н34, Часть I С.117-198.

DOI: 10.34708/GSTOU.CONF..2021.11.48.021
УДК 622.276

ИЗОЛЯЦИЯ ВОДОПРИТОКОВ И ПОИНТЕРВАЛЬНЫЕ ОБРАБОТКИ ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ ТРЕЩИННО-ПОРОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

INSULATION OF WATER FLOWS AND INTERVAL TREATMENT OF THE FORMATION IN CONDITIONS OF CRACK-PORE COLLECTORS

¹Халадов А.Ш., ²Моллаев Р.Х., ³Бакраев М.М., ⁴Шовхалов М. М., ⁵Керимов А. И.
¹Khaladov A.Sh., ²Mollaev R.Kh., ³Bakraev M.M., ⁴Shovkhalov M.M., ⁵Kerimov A.I.

¹⁻³Кандидат технических наук, доцент кафедры «Бурение, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова, г.Грозный, Россия

⁴Студент гр.НР-19-2 по профилю подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова, г.Грозный, Россия

⁵Студент гр.НР-20-2 по профилю подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова, г. Грозный, Россия

¹⁻³Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Department of Drilling, Development and Operation of Oil and Gas Fields, GSOTU named after acad. M.D. Millionshchikov, Grozny, Russia

⁴Student group NR-19-2 on the profile of training "Operation and maintenance of oil production facilities" GSOTU named after acad. M.D. Millionshchikov, Russia

⁵Student group NR-20-2 on the profile of training "Operation and maintenance of oil production facilities" GSOTU named after acad. M.D. Millionshchikov, Russia

***Аннотация.** Мировая нефтепромысловая практика показывает, что в условиях неоднородных трещинно-поровых пластов высокопроницаемые интервалы, доля которых составляет обычно 30 – 40 %, зачастую являются и основными путями опережающего обводнения сква-*

жин, что является очень большой проблемой, требующей привлечения дополнительных материальных ресурсов по борьбе с обводнением скважин и коррозией нефтепромыслового оборудования.

Abstract. *The world oilfield practice shows that in the conditions of heterogeneous fractured-porous formations, high-permeability intervals, the share of which is usually 30-40%, are often the main ways of anticipatory watering of wells, which is a very big problem requiring additional material resources to combat water-cutting and corrosion of oilfield equipment.*

Ключевые слова: изоляция, водопритоки, призабойная зона пласта, суспензия, высоко-окисленные битумы, коллектора, пластовая температура.

Keywords: *isolation, water inflows, bottomhole formation zone, suspension, highly oxidized bitumen, reservoir, formation temperature*

В нефтепромысловой практике существует две большие группы способов изоляции высокопроницаемых зон в колонне или призабойной зоне пласта и отклонения, таким образом, потока кислоты к низкопроницаемым зонам с использованием забойных приспособлений или различных реагентов. В свою очередь эти методы делятся на селективные и не селективные. При этом установлено, что забойные приспособления, гелеобразующие, осадкообразующие и полимеризующие смеси в условиях высоких пластовых температур малоприменимы или неэффективны.

Как показывает теория и практика наибольшей эффективностью в условиях глубокозалегающих, высокотемпературных трещинно-поровых коллекторов характеризуются изолирующие составы в виде суспензий твердых материалов в жидкости-носителе. В качестве таких изолирующих материалов рекомендуется использовать порошкообразные высокоокисленные битумы, полимеры из группы полиолефинов или карбонат кальция. При этом битумы и полимеры являются нефтерастворимыми материалами, а CaCO_3 – кислоторастворимым. Диаметр частиц изолирующих материалов должен быть в пределах 0,2-1 мм. Концентрация в жидкости-носителе 200-500 кг/м³. Жидкость-носитель (нефть или водный раствор конденсированной сульфит-спиртовой барды (КССБ)) должна обеспечивать седиментационную устойчивость суспензии до полного окончания ее прокачки в скважину цементировочными агрегатами [1].

Приготовление суспензии изолирующего материала осуществляется в смесительной машине с жидкостью-носителем, куда постепенно вводится порошок тампонирующего материала (битум, полимер, CaCO_3) при непрерывном перемешивании шнеками смесительной машины. Приготовленная суспензия закачивается в скважину через насосно-компрессорные трубы (НКТ) на циркуляцию. При дохождении головной порции до башмака НКТ затрубное пространство закрывается, и изолирующий состав задавливается вглубь пласта при давлениях, не превышающих допустимое давление на эксплуатационную колонну [2].

Для поинтервального воздействия на пласт в условиях высокотемпературных коллекторов трещинного типа используются те же изолирующие материалы на основе полиолефинов и высокоокисленных битумов. Из полиолефинов для обработок скважин применяются полипропилен (ПП), полиэтилен низкого давления (ПНД) и отходы его производства – полимер промрастворного потока (ППП) и полимер бензинового потока (ПБП). Температура их плавления 100-170 °С [2, 3, 5].

Все рассматриваемые полимеры относятся к классу термопластичных. Они растворяются в углеводородах, в том числе в пластовых нефтях и нейтральны к действию пластовых вод и различных кислот. Наиболее интенсивное и полное растворение наблюдается при температурах, близких или выше температуры плавления полимеров [4, 5].

Для стабилизации изолирующей перегородки из полеолефинов и предотвращения выноса полимеров из пласта при запуске скважины, в состав изолирующей смеси вводятся наполнители – полуводный сернокислый кальций ($\text{CaSO}_4 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$) и карбонатный цемент (КЦ). Необходимость применения стабилизаторов определяется опытным путем [2, 3].

Битумы представляют собой сложную смесь высокомолекулярных углеводородов и их гетеропроизводных. Компонентами группового состава битумов являются масла, смолы и асфальтены, в зависимости, от содержания которых находятся консистенция и реологические характеристики битумов.

Высокоокисленные битумы (ВОБ) получают путем дополнительного окисления тяжелых остатков нефтепереработки или низкоплавких марок битума. Плотность ВОБ марки Х-І, применяемого для изоляции водопритоков и поинтервального воздействия на пласт, равна 1030 кг/м³, температура размягчения 140÷160° С, вязкость при температуре размягчения 10⁷ ÷ 10⁸мПас.

Переход ВОБ из одного агрегатного состояния в другое происходит постепенно, в широком диапазоне температур. Товарный продукт представляет собой порошок темного цвета с размерами частиц 0,2 ÷ 4,0 мм. Преобладает фракция 0,2 ÷ 1,0 мм. ВОБ обладает повышенной, по сравнению с полиолефинами, растворимостью в углеводородах, в том числе в различных пластовых нефтях. Он устойчив к действию разбавленных кислот и различных вод [4].

До выполнения обработки ПЗП проводится исследование скважин с целью определения основных параметров, необходимых для проектирования процесса физико-химического воздействия на пласт, оценки его успешности и эффективности. К этим параметрам относятся дебит скважины, величина пластового давления и пластовой температуры, коэффициентов проницаемости, продуктивности и приемистости пласта, забойное давление (репрессия), в том числе давление, при котором происходит гидроразрыв пласта, соотношение проницаемостей призабойной и удаленной зон пласта, неоднородность проницаемости по мощности пласта, наличие воды в продукции скважины и ее стратиграфическая принадлежность (пластовая или посторонняя) и др.

Значительная часть из указанного выше комплекса необходимых параметров (пластовое давление и температура, забойное давление, коэффициенты проницаемости, продуктивности, пьезопроводности) определяется путем проведения промысловых исследований методами установившихся отборов и восстановления (понижения) давления. Состояние призабойной зоны пласта в эксплуатационных (нагнетательных) скважинах определяется также по результатам глубинных исследований со снятием индикаторной линии (ИЛ) и кривой восстановления давления (КВД).

С целью определения профиля притока (поглощения), а также наличия заколонных перетоков, проводятся исследования с помощью глубинных дебитометров (расходомеров), влагомеров и термометров. По результатам этих исследований определяются интервалы притока жидкости в пределах вскрытой мощности, наличие и характер перетоков между пластами, а также дается качественная оценка проницаемости отдельных зон пласта.

Перед проведением обработки дополнительно производится не менее 2-3 контрольных замеров дебита при установившемся режиме работы скважины с определением обводненности продукции и величины устьевого давления. Определяется приемистость пласта закачкой в пласт жидкости на 2-3 режимах до стабилизации давления нагнетания. Одновременно определяется необходимое для осуществления гидравлического разрыва пласта забойное давление. При этом выбор нагнетаемой жидкости производится из условия предотвращения возможности снижения проницаемости вследствие физико-химического взаимодействия ее с породами пласта.

В случаях, когда проведение полного комплекса исследований по тем или иным причинам невозможно, способ интенсификации притока (поглощения) рекомендуется выбирать в зависимости от главных факторов: пластовой температуры, коэффициента приемистости, значения "скин-эффекта", литологической представленности пласта. Получение этих данных в промысловых условиях не вызывает затруднений.

В случае резкой неравномерности притока из необводненного пласта (мощность работающих интервалов менее 30 % от вскрытой мощности) рекомендуется проведение поинтервальной обработки с предварительной временной изоляцией высокопроницаемых зон нефтерастворимыми материалами.

При обработке частично обводненного пласта рекомендуется селективная изоляция водонасыщенных зон с последующим химическим воздействием на нефтенасыщенные интервалы, если это необходимо.

Технологические схемы обработок скважин являются схожими и включают следующие основные операции [4, 5]:

- приготовление рабочих агентов,
- подготовка устья скважины и обвязка насосных агрегатов,

- закачка рабочих агентов в скважину,
- продавка реагентов в пласт,
- выдержка реагентов в пласте или в скважине,
- запуск скважины в работу.

В условиях трещино-поровых коллекторов весьма эффективны поинтервальные обработки пластов. Целью поинтервальной химической обработки необводненного пласта является выравнивание профиля притока и интенсификация отборов нефти из низкопроницаемых зон. При этом технологический процесс химического воздействия на низкопроницаемые зоны аналогичен обычной кислотной обработке. Отличие заключается в том, что перед нагнетанием кислоты высокопроницаемые зоны изолируются нефтерастворимыми материалами (полиолефины, высоко-окисленный битум).

Химическое воздействие на низкопроницаемые зоны производится сразу после нагнетания изолирующего материала или после выдержки последнего в пласте в течение некоторого промежутка времени, определяемого экспериментально.

Концентрация полимеров в жидкости-носителе $150 \div 250$ кгс/м³,
 ВОБ – $100 \div 150$ кгс/м³.

Количество изолирующего материала принимается из расчета 10 - 20 кгс на 1 метр вскрытой мощности пласта.

Приготовление суспензии изолирующего материала производится в смесительной емкости, которая заполняется жидкостью-носителем и затем постепенно, при непрерывном перемешивании, вводится изолирующий материал.

Суспензия перемешивается в течение не менее 20 - 30 минут до достижения равномерного распределения частиц в объеме жидкости-носителя.

Процесс перемешивания не прекращается до полной откачки суспензии из смесительной емкости.

Закачка суспензии в скважину осуществляется по системе прямой циркуляции. При достижении головной порцией суспензии башмака НКТ затрубное закрывается и задавка в пласт производится при максимально возможных расходах насосных агрегатов. Давление закачки ограничивается прочностной характеристикой эксплуатационной колонны.

Последующая закачка кислотного раствора осуществляется с расходом близким или несколько ниже расхода при закачке изолирующего материала.

Запуск скважины осуществляется после окончания продавки кислоты в пласт. Процесс поинтервальной обработки частично обводненного пласта в основном аналогичен описанной выше технологии временной изоляции высокопроницаемых зон при поинтервальной обработке необводненного пласта [1, 3, 4].

Количество изолирующего материала принимается равным 20 - 50 кгс на 1 м вскрытой мощности пласта. В качестве продавочной жидкости используется вода, которая закачивается в скважину до стабилизации давления нагнетания (приемистости скважины).

Если в процессе задавки суспензии в пласт величина давления нагнетания возрастает выше допустимой на эксплуатационную колонну, процесс прекращается, и оставшаяся в НКТ суспензия удаляется из скважины обратной промывкой с противодавлением, исключающим работу пласта.

Химическое воздействие на нефтенасыщенные зоны пласта в случае необходимости производится через 2 ÷ 24 часа после закачки изолирующего материала.

При обводнении скважины за счет продвижения ВНК следует, как и ранее, проводить КРС для переноса интервала дренирования в более высокую нефтенасыщенную часть пласта.

Список использованной литературы

1. Халадов А.Ш. Изоляция водопритоков в глубоких высокотемпературных скважинах / А.Ш.Халадов, И.И.Алиев, Р.Х.Моллаев, З.Х. Газабиева., А.А.Умаев // Международная научно-практическая конференция «Фундаментальные и прикладные исследования: проблемы и результаты» Уфа, 2(80)-2017, ISSN1998-8443 С.95-97.0,080,01
2. Халадов А.Ш. Методы борьбы с обводнением нефтегазовых скважин / А.Ш. Халадов, Р.Х. Моллаев, М.М. Дудаев. В.А. Мусханов, М.С. Халадов // Труды Грозненского госу-

дарственного нефтяного технического университета им. акад. М.Д.Миллионщикова, - Грозный, 2017, Всероссийская научно-практическая конференция «Геотехнологии XXI века» С.186-188.

3. Дудников Ю.В. Эффективность кислотных обработок нагнетательных скважин (на примере ЧР) / Ю.В.Дудников, А.Ш.Халадов, К.Ш. Ямалетдинов, А.Р.Габдуллин, А.А.Ямалетдинов // Международная научно-техническая конференция «Инновации и перспективы развития горного машиностроения и электромеханики» С-ПГУ и ТПУ – Skopus. журнал "Успехи современного естествознания"-2017. № 12, <http://www.natural-sciences.ru/ru/article/view?id=36642>. С.278-283. Skopus.

4. Халадов А.Ш. Изоляция водопритоков в глубоких высокотемпературных скважинах / А.Ш.Халадов, И.И.Алиев, Р.Х.Моллаев, Н.Д.Булчаев, А.Р.Габдуллин, Ю.В. Дудников, А.А.Ямалетдинов // Научные технологии в решении проблем нефтегазового комплекса Материалы VIII Международной молодежной научной конференции (г. Уфа, 10-14 декабря 2018 г.) УФА РИЦ БашГУ 2018, УДК 330; 622.276; 622.692; 665.6 ББК 65.01; 33.36+32.96 НЗ4, Часть I С. 314-315.

5. Халадов А.Ш. Борьба с обводнением нефтегазовых скважин. Журнал «Естественные и технические науки», Москва. № 11 (149), ISSN 1684-2626 ООО Компания Спутник +2020. С. 143-144.

DOI: 10.34708/GSTOU.CONF..2021.37.50.022

УДК 622.276

РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЧЕЧЕНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

DEVELOPMENT OF METHODS OF INCREASING OIL RECOVERY OF FIELDS IN THE CHECHEN REPUBLIC

¹Умаев А.А., ²Измайлов А.М.Б., ³Мусаев Т.А.У., ⁴Халадов А.Ш.

¹Umaev A.A., ²Izmailov A.M.B., ³Musaev T.A.W., ⁴Khaladov A.Sh.

¹Старший преподаватель кафедры «Бурение, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова, г.Грозный, Россия

²³Студент гр.НР-19-2 по профилю подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова, г.Грозный, Россия

³Студент гр.НР-18-2п по профилю подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова, г. Грозный, Россия

⁴Кандидат технических наук, доцент кафедры «Бурение, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова, г. Грозный, Россия

¹Senior Lecturer, Department of Drilling, Development and Operation of Oil and Gas Fields, GSOTU named after acad. M.D. Millionshchikov, Grozny, Russia

²Student group NR-19-2 on the profile of training "Operation and maintenance of oil production facilities" GSOTU named after acad. M.D. Millionshchikov, Grozny, Russia

³Student group NR-18-2p on the profile of training "Operation and maintenance of oil production facilities" GSOTU named after acad. M.D. Millionshchikov, Grozny, Russia

⁴Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Department of Drilling, Development and Operation of Oil and Gas Fields, GSOTU named after acad. M.D. Millionshchikov, Grozny, Russia

***Аннотация.** Наряду с совершенствованием эксплуатации скважин и повышением продуктивности за счет работ по воздействию на призабойную зону пласта, одним из главных вопросов является повышение нефтеотдачи пласта. Актуальность этих вопросов не вызывает сомнения применительно к месторождениям Северного Кавказа. Особенности геологические*